

AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN IM KONTEXT VON ENERGIEGEMEINSCHAFTEN: ENTWICKLUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER ERNEUERBAREN AUSBAUZIELE 2030 IN ÖSTERREICH

Verena ALTON¹, Philipp ORTMANN¹, Carolin MONSBERGER¹

Motivation und Kernfragestellung

Energiegemeinschaften (EGs), ermöglicht durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [1], gewinnen in Österreich zunehmend an Bedeutung. Sie ermöglichen das gemeinschaftliche Produzieren, Speichern und Teilen von Energie auf lokaler und regionaler Ebene.

Das Teilen von Strom innerhalb der EG bedeutet konsequenterweise eine Reduktion des Bezugs von Strom seitens Lieferanten. Darüber hinaus verbleibt das Risiko für potenzielle Ausgleichsenergiokosten beim Lieferanten (bzw. dessen Bilanzgruppe), der sich darüber hinaus sinkenden Absatzmengen gegenüber sieht.

Vorangegangene Arbeiten [2] haben gezeigt, dass sich durch die Teilnahme von Haushalten an EGs die Ausgleichsenergiokosten für den Lieferanten erhöhen, wenn die Fahrplanabschätzung die Teilnahme an der EG nicht explizit berücksichtigt. Auf Basis historischer Profile ergibt sich, dass stärkere Abweichungen vom Fahrplan (vor allem in jenen Stunden, in denen EG-interne Erzeugung vorhanden ist) zu mehr Ausgleichsenergie und in Kombination mit den dann geltenden Preisen auch zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie führt.

Die vorliegende Arbeit ergänzt den vorliegenden Ansatz um Projektionen für Ausgleichsenergiopreise und zeigt, dass sich das Problem mit dem zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten im Land weiter verschärft.

Vorgehen und Methodik

Für die vorliegende Analyse werden 481 historische Lastprofile in 15-min Auflösung aus 3 EGs im Großraum Eisenstadt, zur Verfügung gestellt von enlion energy für das Jahr 2024 von Haushalten in/außerhalb von EGs herangezogen. Um zeitliche Konsistenz sicher zu stellen, werden Day-Ahead-, Ausgleichsenergiopreise und Prognosefehler von Wind & PV für Österreich für denselben Zeitraum herangezogen.

Die Ausgleichsenergiokosten für Haushalte ergeben sich aus folgenden Schritten:

- Der historische Prognosefehler von Wind & PV wird in zwei Komponenten zerlegt: als Profil (Faktor zwischen -1 und +1), als auch als installierte Kapazität (GW). Damit kann ein zukünftiger Prognosefehler unter Beibehaltung der zeitlichen Konsistenz mit dem historischen Zeitraum (2024) mithilfe von Quantile Mapping für verschiedene Ausbauziele, z.B. EAG, ÖNIP [3] oder NEKP [4] erzeugt werden.
- Das Delta Regelzone für Österreich wird abgebildet, indem Prognosefehler von PV, Wind und ‚sonstige‘ Prognosefehler als Laplace-verteilte Zufallsvariablen in stündlicher Auflösung aufsummiert werden.
- Die Ausgleichsenergiopreise werden für die jeweiligen Ausbauziele simuliert, indem das Verhältnis der Standardabweichung von simulierter Delta Regelzone zu historischer Delta Regelzone mit der Differenz zwischen Day-ahead Preisen und Ausgleichsenergiopreisen multipliziert, und dann diese angepasste Differenz zu den historischen Day-ahead Preisen addiert wird. Dies entspricht einem Mapping der Standardabweichung des Delta Regelzone auf die Differenz zwischen Day-ahead Preisen und Ausgleichsenergiopreisen.

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 6 1210 Wien, +43 50 550 6077

- In einem letzten Schritt können die modellierten Preise für Ausgleichsenergie mit den historischen Abweichungen in den Lastprofilen kombiniert werden, um die Ausgleichsenergiekosten für die Haushalte ermitteln.

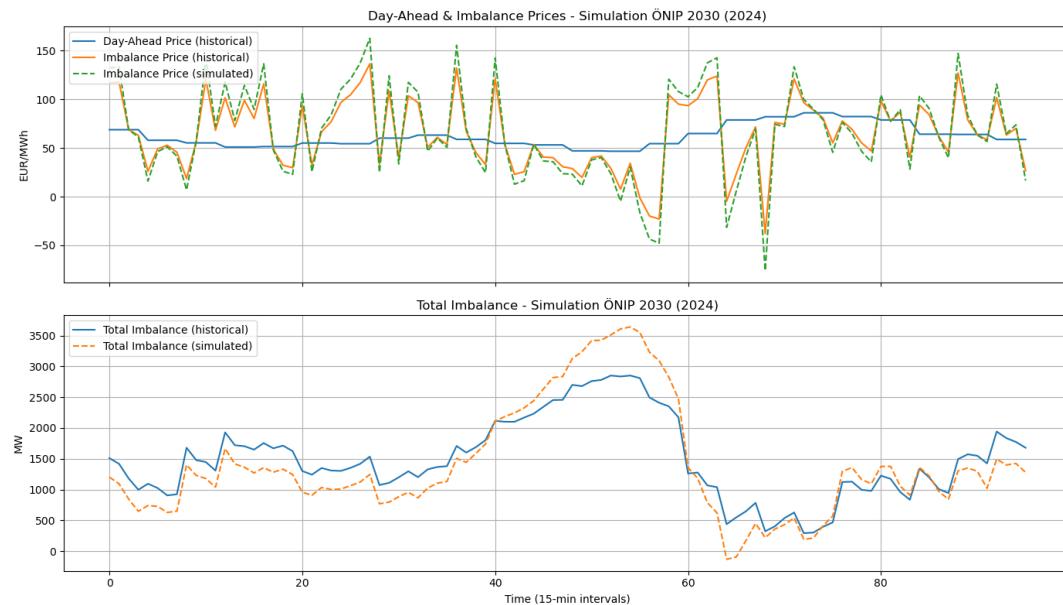


Abbildung 1: Auszug aus den modellierten Ausgleichsenergiepreisen/Total Imbalance

Resultate

Andere Arbeiten haben gezeigt, dass ein zunehmender Ausbau von erneuerbaren Kapazitäten – *ceteris paribus* – zu höheren Ausgleichsenergiekosten für Erzeuger führt [5]. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich für Haushalte in/außerhalb von EGs. Die Ergebnisse legen nahe, dass sich im Hinblick auf die geplanten Ausbauziele für Wind und PV im Jahr 2030 die Situation verschärft. Dies ist insofern nachvollziehbar, als dass ein Zusammenhang zwischen dem Delta-Regelzone (getrieben von den österreichweiten Prognosefehlern Windkraft und PV) und der Erzeugung innerhalb der EG besteht: Die Prognose seitens Lieferanten weicht tendenziell dann vom echten Bezug ab, wenn die Einspeisung (und damit auch der Prognosefehler) von Erneuerbaren hoch ist.

Fördergeberhinweis

Diese Arbeit ist Teil des Projekts IntEGrity und wird im Programm „Energie- u. Umwelttechnologien, Energie- u. Umwelttechnologien, Stadt der Zukunft Ausschreibung 2022“ gefördert und von der FFG abgewickelt

Referenzen

- [1] *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket*, vol. BGBLA_2021_I_150. 2021. Accessed: Nov. 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- [2] C. Monsberger and B. Fina, “Auswirkung von Energiegemeinschaften auf Fahrplanprognose und Ausgleichsenergiekosten von Energieversorgungsunternehmen,” in *Proceedings of IEWT 2025*, TU Wien, Feb. 2025. [Online]. Available: https://iewt2025.eeg.tuwien.ac.at/programme_text
- [3] BMK, “Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (ÖNIP),” Austrian Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology, Vienna, Austria, 2024.
- [4] BMK, “Integrated National Energy and Climate Plan for Austria,” Austrian Federal Ministry for Climate Action, Environment, Energy, Mobility, Innovation and Technology, Vienna, Austria, Dec. 2024. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/publications/austria-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en
- [5] P. Ortmann, “Decomposition and Simulation of Imbalance Costs for Intermittent Renewable Producers,” in *2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lappeenranta, Finland: IEEE, Jun. 2023, pp. 1–5. doi: 10.1109/EEM58374.2023.10161958.